

Аннотированный перечень статей

Ампилов Ю.П. Проблемы и перспективы разведки и освоения российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть / Ю.П. Ампилов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 5–14.

В 2012–2014 гг. наблюдался беспрецедентный рост объемов геологоразведочных работ на российском шельфе, в особенности 2D- и 3D-сейсмо-разведки. Основной причиной этого стала необходимость выполнения лицензионных обязательств «Роснефть» и «Газпромом», которым достались все самые привлекательные участки в Арктике, на Дальнем Востоке и в Черном море. Однако последовавшее введение санкций США и Евросоюза на морские технологии разведки и освоения, а также резкое падение мировых цен на нефть заставляют по-новому расценивать данную проблему.

В статье анализируется весь комплекс взаимосвязанных перспектив российского шельфа – геологических, технологических, экономических. И если по наличию углеводородного сырья на шельфе вопросов не возникает, то по технологиям и финансово-экономическому блоку их чрезвычайно много. И в данной ситуации именно они выходят на первый план. Во-первых, выяснилось, что в России практически отсутствуют собственные современные технические средства морской сейсморазведки и поисково-разведочного бурения. А те, что есть в наличии почти полностью используют зарубежные комплектующие, попавшие в санкционный список. Во-вторых, себестоимость разведки и добычи на шельфе крайне высока, и вновь открытые месторождения вряд ли будут рентабельны при цене на нефть ниже 80–100 долл. США за баррель. Лишь те месторождения, на которых уже понесены основные капитальные затраты и начата добыча, могут себя поддерживать в безубыточном состоянии при текущей цене в 60–65 долл. США за баррель. В-третьих, открытие в последние годы в мире большого количества новых запасов нефти и газа провоцирует длительную тенденцию профицита углеводородного сырья на мировом рынке. Поэтому найти нишу для реализации нефти и газа высокотратных российских шельфовых проектов в будущем станет весьма непросто.

Все эти вызовы необходимо учесть при формировании новой стратегии освоения российского шельфа, разработка которой требует безотлагательных управленческих решений на государственном уровне, поскольку предыдущая программа не отражает современных реалий.

Мансуров М.Н. О перспективах газонефте-носности на шельфе морей Восточной Арктики / М.Н. Мансуров, Е.В. Захаров // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 15–20.

В связи с крайней актуальностью Восточной газовой программы, направленной на создание основы энергетического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока на суше и на море, а также весьма слабой геолого-геофизической изученностью шельфов моря Лаптевых и Восточно-Сибирского и Чукотского морей обосновывается необходимость бурения параметрических скважин (в ограниченном объеме) на полуостровах и островах в указанных акваториях, что позволит привязать сейсмические данные к разрезам скважин и определиться с направлениями последующих поисково-разведочных работ.

По завершении параметрического бурения и обработки его результатов появится возможность спланировать и реализовать дополнительные 2D- и 3D-сейсмические работы на шельфе восточно-арктических морей, в которых прогнозируется выявление основной части геологических ресурсов свободного газа и нефти в мезозойских и палеозойских отложениях.

Несмотря на то что высокая эффективность таких скважин доказана при региональном изучении геологического строения и нефтегазоносности недр в Баренцевом и Карском морях, в настоящее время бурение параметрических скважин не финансируется государством. Предлагается возобновить параметрическое бурение по программе государственно-частного партнерства, с тем чтобы Минприроды и Роснедра финансировали его в размере 10–15 %, а остальные 85–90 % инвестиций взяли на себя «Роснефть», «Газпром» и зарубежные компании – соисполнители работ. Отмечается, что при разработке программных документов, связанных с освоением минерально-сырьевых ресурсов Восточно-Арктической зоны РФ, в первую очередь углеводородного сырья, инвестиционные проекты необходимо рассматривать в совокупности с развитием обеспечивающей транспортной инфраструктуры.

Харахинов В.В. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки / В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита, О.А. Корчагин, В.А. Игнатова, Л.А. Наумова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторожде-

ний российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 20–35.

На шельфе Сахалина в связи с потребностью в увеличении добычи газа для заводов сжиженного природного газа назрела необходимость интенсифицировать поисково-разведочные работы (ПРР) и увеличить количество лицензионных участков (ЛУ) для поиска новых газовых и газоконденсатных месторождений. В этой связи параллельно с продолжением ПРР на структурах-сателлитах Южно-Кириного месторождения с газоконденсатнонефтяной залежью и Кириного газоконденсатного месторождения, а также на Восточно-Одоптинском и Айяшском ЛУ реальным представляется выход в пределы ЛУ «Сахалин-6» и «Сахалин-7». По дополнительно выполненным оценкам именно в южных районах шельфа Сахалина должны преобладать газовые и газоконденсатные месторождения. В пределах ЛУ «Сахалин-6» наиболее изучена и доступна для дальнейшей детализации и локального прогноза газонефтеносности структура Керосинная. Эта единая структурная зона вероятного газо- и газоконденсатонакопления на меридиане Южно-Кириного и Мынгинского месторождений вполне реальна в связи с простираем на юг пластов-коллекторов дагинского горизонта, перекрытого региональным флюидоупором окобыкайского горизонта. Здесь же возможно развитие пластов-коллекторов в нижней части осадочного чехла и даже породах фундамента. Кроме того, в этом ЛУ закартирована близкая к берегу структурная зона, включающая группу локальных структур, в числе которых Северо-Богатинская, Нерпичья, Верблюжья, Варваринская и др. Параллельно с проведением ПРР на структуре Керосинной необходим выход с ПРР на относительно хорошо изученную группу крупных структур, в числе которых Центрально-Пограничная и Озерная, а также на менее изученные средние по размерам и ресурсному потенциалу структуры – Хузинскую, Хойскую, Шольтинскую, Песковскую и Слоновую-Центральную. На Западно-Камчатском шельфе в качестве первоочередных объектов для продолжения ПРР обоснованы Крутогоровская и Калаваямская антиклинали с наличием клиноформной толщи эрмановского горизонта, которая является погребенным конусом выноса и, возможно, газонефтеносного гаххинско-утхолоского горизонта. Как ПРР-объект 2-й очереди обоснован ЛУ «Корякия-1».

Астафьев Д.А. Возможности оптимизации и повышения геолого-экономической эффективности газонефтепоисковых работ в акваториях Баренцева и Карского морей / Д.А. Астафьев, А.В. Толстиков, В.А. Шейн, М.Ю. Кабалин // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 36–47.

По результатам обобщения новых геолого-геофизических материалов региональных поисковых и разведочных работ (ПРР) по нефти и газу показано, что главный фактор высокой геолого-экономической эффективности высокоперспективных нефтегазоносных бассейнов Баренцева и Карского морей в российской части Арктики – это опережающее открытие уникальных и крупных месторождений углеводородов (УВ). Для достижения такого результата необходимо применять как методы и технологии, базирующиеся на классических приемах интерпретации геолого-геофизических данных, так и современные методики компьютерного моделирования. В первую очередь необходимо создать сейсмогеологические 3D-модели регионов с учетом современных концепций бассейногенеза во взаимосвязи с глобальной и глубинной геодинамикой. Такие модели обладают большими прогностическими возможностями и позволяют добиться синергического эффекта, т.е. выявить новые особенности строения и закономерности размещения зон газонефтеаккумуляции с опережением предсказания местоположения новых крупных и уникальных по запасам месторождений УВ. Вторым фактором высокоэффективного проведения ПРР является применение инновационной техники и технологий: электро-, грави- и магниторазведки, геохимической, радарной съемки, скважинных исследований, обеспечивающих в оптимальной последовательности и рациональных объемах получение достоверной информации, повышающей качество знаний о газонефтеперспективном участке и районе. Третьим фактором высокой эффективности поисково-разведочного процесса является оптимальное проведение детализированных геолого-геофизических работ на участках прогнозируемых месторождений УВ, особенно получение сейсмопрофилей, геохимическая съемка, бурение поисковых и разведочных скважин, которые должны быть максимально информативны в отношении изучаемых залежей УВ. Прогноз месторождений УВ и оптимальное размещение объемов ПРР, поисковых и разведочных скважин предложены для рекомендуемых к освоению ОАО «Газпром» лицензионных участков в акваториях Баренцева и Карского морей.

Сорохтин Н.О. Тимано-Варангерский пояс байкалит как новый нефтегазоносный бассейн России / Н.О. Сорохтин, Л.И. Лобковский, Н.Е. Козлов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 48–53.

Оценка перспектив формирования крупных скоплений углеводородного сырья, и в том числе сланцевого газа и нефти, в терригенных толщах рифея Тимано-Варангерского пояса напрямую зависит от

условий их геологического формирования и геодинамической эволюции. Выделяемый новый потенциально нефтегазоносный бассейн характеризуется формированием захороненных на большие глубины (до 12 км в прибрежной зоне п-ова Рыбачий) мощных осадочных толщ пассивной окраины Восточно-Европейской платформы в рифее, а также развитием в каледонское и герцинское время Норвежско-Мезенской системы рифтов. Исследования полого залегающих и слабометаморфизованных осадков рифея показали, что они могут обладать очень большим нефтегазоносным потенциалом как традиционного, так и нетрадиционного типа. Изучение физических свойств горных пород разреза и геохимических особенностей газа из пробуренных скважин выявило наличие благоприятных условий для формирования залежей углеводородного сырья и в первую очередь скоплений сланцевого газа.

В работе рассматриваются вопросы полистадийного развития названного региона и обосновываются пространственно-временные закономерности взаимодействия геодинамических процессов, влияющих на обстановку формирования месторождений традиционных и нетрадиционных видов углеводородного сырья, на примере северо-западной оконечности Кольского полуострова.

Леончик М.И. Перспективы газоносности кайнозоя Черного моря / М.И. Леончик, Б.В. Сенин, А.В. Хортов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 54–62.

Значительный объем накопленной за весь период изучения геолого-геофизической информации по глубоководной Черноморской впадине и ее обрамлению способствовал созданию модели размещения главных структурных элементов впадины. В глубоководной зоне выделены: 2 бассейна – Западный и Восточный, разделенные валом (поднятием) Андрусова; серия валообразных поднятий – Полшкова, Тетяева, Шатского и морское продолжение Грузинской глыбы; молодые прогибы Сорокина и Туапсинский, расположенные у подножий континентальных склонов или пересекающие их; Гурийский и Нижнекамчийский прогибы. Достаточно устойчиво выделяются и крупные положительные и отрицательные структурные формы в пределах шельфов – Керченско-Таманского, северо-западного, румынского и болгарского.

Формирование общих представлений о региональном структурном плане впадины тесно связано с именем Д.А. Туголесова и его исследовательской группой в составе ФГУП «Южморгеология», выполнявшей геолого-геофизические исследования Черноморской впадины в течение трех десятилетий.

Однако, несмотря на определенные успехи, достигнутые в изучении геологического строе-

ния Черноморской впадины, остался ряд геологических проблем, решить которые в прежние годы было нельзя по причине ограниченных возможностей применяемых тогда технических средств и технологий. Поэтому в 2011 г. выполнены сейсмические исследования по сети региональных профилей, пересекающих основные структурные элементы Черного моря – от берега до берега. Работы объемом 10 тыс. пог. км проводились в рамках научного консорциума, куда вошли крупнейшие профильные институты стран Черноморского региона. Научная программа исследований разработана в 2010 г. специалистами ОАО «Союзморгео» и ООО «Региональные геофизические исследования» в рамках концепции «Геология без границ».

Настоящая статья представляет результаты изучения полученной информации о глубинном строении разреза Черного моря для уточнения поисков углеводородного сырья.

Хортов А.В. Глубинное строение и особенности образования Черноморской топодепрессии в связи с перспективами нефтегазоносности / А.В. Хортов, А.Е. Шлезингер // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 63–68.

В 2002–2011 гг. в Черном море отработаны региональные профили МОГТ (метод общей глубинной точки) и МПВ (метод преломленных волн), довольно подробно осветившие строение земной коры. Благодаря большой глубинности проведенных исследований впервые закартированы поверхность фундамента и сейсмокомплексы осадочного чехла в пределах всей акватории, включая мезозойскую часть разреза. Комплексная интерпретация данных МОГТ и МПВ позволила дать обоснованный прогноз вещественного состава коры в пределах Западно-Черноморской и Восточно-Черноморской впадин и разделяющих их валов. На основании полученных материалов рассмотрен механизм образования Черноморской топодепрессии. Показана связь между особенностями ее формирования и условиями образования осадочных комплексов с точки зрения генерации и аккумуляции в них залежей нефти и газа. При этом значительную роль играют процессы лавинной седиментации, при которой осадконакопление осуществляется за счет выноса и разгрузки больших объемов обломочного материала канализованными потоками вещества с формированием в областях разгрузки сложнослоистых дельтовых и турбидитных комплексов.

Нефтегазопроисхождение дельтовых и турбидитных комплексов подводных окраин материка отчетливо продемонстрировано результатами сейсмических и буровых исследований последних 10–15 лет в различных районах Мирового океана. Этими исследованиями выявлены и изучены мощ-

ные мел-кайнозойские осадочные комплексы, содержащие дельтовые и турбидитные образования, которые обусловлены разгрузкой каналов, представленных речными долинами и контактирующими с ними подводными ложбинами стока и каньонами на шельфе и континентальном склоне. При этом седиментационные образования этого типа, наиболее мощные по объему и обширные по площади, генетически связаны с крупными долгоживущими долинными системами платформенных областей. Примером тому являются аналогичные комплексы в других районах континентальных окраин Мирового океана и некоторых средиземных и внутренних морей, где открыты многочисленные, в том числе крупные и гигантские, месторождения углеводородов.

Мокшаев Т.А. Опыт применения и перспективы развития систем подводной сепарации нефти и газа / Т.А. Мокшаев, С.В. Греков // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 69–73.

Системы подводной сепарации нефти и газа являются перспективным направлением развития технологии подводной добычи углеводородов. По мере увеличения глубины воды и удаления от берега морских месторождений возрастают требования к технологическим операциям, которые необходимо выполнить под водой в непосредственной близости от устьев скважин. В последние 10 лет происходит активное развитие технологий подводной подготовки скважинной продукции. Размещение технологического оборудования на морском дне в непосредственной близости от устьев скважин позволяет более эффективно осуществлять разработку месторождения. На сегодняшний день технология подводной сепарации успешно применяется как на только вводимых в эксплуатацию месторождениях, так и на месторождениях, где добыча осуществляется уже достаточно длительное время. Среди проектов, включающих применение подводных сепарационных установок, можно выделить работы на месторождениях Tordis, Perdido, Marlim и Pazflor. Глубины, на которых сегодня установлены подводные сепараторы, варьируются от нескольких сотен до 3 тыс. метров. Опыт реализации морских проектов показывает, что технология подводной сепарации наиболее привлекательна при освоении удаленных и глубоководных месторождений, поскольку, с одной стороны, позволяет обеспечить их ускоренный ввод в эксплуатацию, а с другой – приводит к повышению коэффициента извлечения нефти и газа.

Для успешного освоения новых месторождений, расположенных на значительных глубинах или в сложных природно-климатических условиях, необходимы новые технические решения в области подводной подготовки. С этой точки зрения суще-

ственным обстоятельством является не только число планируемых к реализации проектов, которые требуют применения новых технических решений, но и готовность операторов участвовать в разработке новых технологий. Достаточно эффективно, если оператор участвует в инвестициях в дорогостоящие разработки и квалификацию новой технологии для получения в итоге надежного продукта, созданного с учетом требований его проекта и максимально отвечающего проектным условиям. Мировой опыт освоения шельфовых месторождений показывает, что объединенные производственные программы с участием нескольких нефтегазодобывающих компаний облегчают инвестору принятие такого решения, поскольку позволяют разделить не только затраты, но и риски в будущем.

Греков С.В. Об организации одновременного выполнения различных операций на морских платформах / С.В. Греков, О.А. Корниенко, Л.А. Сайфуллина // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 74–77.

Мировой опыт выполнения различного вида работ на морских нефтегазопромысловых сооружениях показывает, что организация и проведение одновременно выполняемых операций имеют первостепенное значение для обеспечения требований безопасности при эксплуатации морских платформ и существенно отличаются от работ, выполняемых на суше. Работы при освоении морских месторождений характеризуются повышенной трудностью, сопровождаются высокими рисками и имеют существенно более тяжелые последствия при возникновении аварийных ситуаций вследствие принятия неверных управленческих решений. Кроме того, осуществление работ на морских объектах осложняется вынужденной необходимостью проведения разных технологических операций в ограниченном пространстве морской платформы и в зоне ее безопасности, причем нередко работы ведутся в одно и то же время и в непосредственной близости друг от друга.

Несмотря на важность данного вопроса, среди общепризнанных в морской нефтегазодобыче стандартов, таких как API, ISO, NORSOK и DNV, отсутствуют документы, полностью посвященные вопросам проведения одновременных операций на морских платформах. За рубежом разработка требований к обеспечению безопасного проведения одновременных операций находится в зоне ответственности оператора проекта и регулируется его внутренними документами. В России на сегодняшний день фактически нет государственных нормативных документов, регулирующих вопросы организации работ при одновременном выполнении операций на морских платформах. Учитывая

зарубежный опыт, представляется целесообразным в данном вопросе отдать приоритет созданию и внедрению стандартов нефтегазовых компаний, которые будут основаны на практическом опыте освоения месторождений. Кроме того, принимая во внимание ограниченное число проектов, реализуемых российскими операторами, при разработке стандартов организаций необходимо проанализировать опыт и нормативные документы зарубежных операторов морских проектов.

Вольтеррани Дж. Методика заглужения морских трубопроводов компании Saipem S.p.A. / Дж. Вольтеррани, А. Мания // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 78–81.

В статье анализируются потребности рынка в заглужении трубопроводов с целью их защиты. Исследуются преимущества и недостатки традиционных методов последовательного заглужения трубопроводов в предварительно вырытую траншею с последующей ее засыпкой. Подробно рассматривается оригинальная технология заглужения трубопроводов в процессе укладки с одновременной обратной засыпкой траншеи: освещаются преимущества метода, предлагаются описания эксплуатируемых систем подобного типа. Приводятся примеры практической реализации технологии на нефтегазовых месторождениях.

Фаббри С. Система SiRCoS: ремонт трубопроводов на глубинах ниже уровня погружения водолазов / С. Фаббри, Ф. Каваллини, Р. Джоло, К.М. Спинелли // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 82–91.

Несмотря на обычно высокую надежность магистральных линий, в ряде случаев имели место повреждения трубопроводов. Поэтому наличие средств быстрого восстановления функциональности трубопроводов является основным фактором локализации негативных последствий и обеспечения непрерывности технологического процесса. Специально для этих целей итальянские компании Eni и Saipem, обладающие многолетним опытом в области проектирования, прокладки и эксплуатации глубоководных трубопроводов, разработали систему SiRCoS (*итал.* Sistema Riparazione Condotte Sottomarine).

SiRCoS представляет собой средство безводолазного ремонта трубопроводов. В состав системы входит набор инструментов, позволяющих провести успешный ремонт подводного трубопровода на сверхбольших глубинах (глубже 2000 м). Ключевым компонентом SiRCoS является агрегат

соединения, состоящий из двух концевых соединителей и ремонтной катушки для замены поврежденного участка трубопровода. Для ремонта локальных повреждений трубопроводов также применяется ремонтный хомут с эластомерными уплотнениями. Методика соединения подразумевает холодную запрессовку трубы внутрь концевых соединителей соответствующего профиля под высоким давлением морской воды. Данная технология как результат продолжительной теоретической работы, лабораторных и цеховых испытаний, а также полевых испытаний на мелководье получила сертификат утверждения типа Классификационного общества DNV на обработку труб с наружным диаметром в диапазоне 20–48" (0,51–1,22 м).

Комплексные системы SiRCoS применялись на газопроводах «Зеленый поток» и «Медгаз», еще одна система создается в настоящее время для газопровода «Южный поток» и возможных испытаний на больших глубинах.

В статье описываются основные характеристики SiRCoS, также рассматриваются технологические проблемы, возникающие во время проведения ремонтных работ на больших глубинах или в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Казанин Г.С. Экспедиция «Арктика-2014»: комплексные геофизические исследования в районе Северного полюса / Г.С. Казанин, Г.И. Иванов, А.Г. Казанин, А.С. Васильев, Е.С. Макаров // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 92–97.

Главной отличительной особенностью экспедиции «Арктика-2014» по сравнению с предыдущими проектами являлось выполнение комплексных геофизических работ с целью создания геолого-геофизической основы оценки перспектив нефтегазоносности континентального шельфа за пределами 200-мильной зоны Северного Ледовитого океана. В ходе выполнения работ: выявлялись геологоструктурные связи осадочных бассейнов прилегающей котловины Подводников с мелководным шельфом восточно-сибирских морей; определялись конфигурации и размеры осадочных бассейнов, мощность и структура осадков и структура земной коры, мощность осадочного чехла на отдельных участках котловин Амундсена, Нансена, Макарова, Подводников II; изучался рельеф морского дна по всем маршрутам съемки.

Работы выполнялись с 10 июля по 12 октября 2014 г. В состав экспедиции вошли научные суда «Академик Федоров» и «Николай Трубятчинский», атомный ледокол «Ямал». Научно-экспедиционное судно «Академик Федоров» было специально переоборудовано для выполнения подледной сейсмо-

разведки. Общий объем комплексной гидрографо-геофизической съемки составил более 10 тыс. км.

Впервые в центральной глубоководной части Арктического шельфа выполнены комплексные исследования силами исключительно российских специалистов с использованием разработанного в ОАО «МАГЭ» геофизического комплекса.

Дианский Н.А. Моделирование гидрометеорологических характеристик в Карском и Печорском морях и расчет наносов у западного побережья полуострова Ямал / Н.А. Дианский, И.М. Кабатченко, В.В. Фомин, В.В. Архипов, А.С. Цвездинский // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 98–105.

Представлена реализованная в ФГБУ «ГОИН» система моделирования гидрометеорологических характеристик Карского и Печорского морей, которая включает следующие расчеты: атмосферного воздействия по модели WRF (*англ.* Weather Research and Forecasting model); течений, уровня, температуры, солености моря и морского льда по модели INMOM (*англ.* Institute Numerical Mathematics Ocean Model); параметров волнения по Российской атмосферно-волновой модели (РАВМ). Представлены результаты верификации используемых моделей по результатам измерений, полученным при проведении морских экспедиционных исследований ФГБУ «ГОИН» в 2011–2012 гг.

Выполнены ретроспективные расчеты термодинамических характеристик Карского и Печорского морей в период 2003–2012 г. Для акватории, прилегающей к западному побережью полуострова Ямал, реализованы модели формирования структуры потоков влекомых и взвешенных наносов. Проведена верификация моделей по многолетним данным экспедиционных наблюдений. В результате рассчитаны характеристики структуры и величины потока наносов, а также выявлена изменчивость рельефа подводного берегового склона у западного побережья полуострова Ямал.

Полученные характеристики хорошо согласуются с данными натурных наблюдений в ходе экспедиционных работ в Байдарацкой и Обской губах и в районе Харасавэйского месторождения. В отношении последней акватории применительно к безледным периодам 2009–2012 гг. рассчитаны вдольбереговые потоки влекомых наносов и распределение взвешенных наносов. Для этих же лет проведена оценка заносимости в области Харасавэйского подводного канала. Выявлены занесение подводного канала и размыв грунта подводного продолжения месторождения Харасавэй. В целом в канале отмечено отложение илстых наносов.

Никитин М.А. Идентификация полярных циклонов над акваторией Карского моря с помощью гидродинамического моделирования / М.А. Никитин, Г.С. Ривин, И.А. Розинкина, М.М. Чумаков // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 106–112.

Полярным циклоном называется небольшой, но очень интенсивный циклон, формирующийся над морем к северу от полярного фронта. Горизонтальный масштаб полярных циклонов варьируется от 200 до 500 км, а скорость ветра при их прохождении достигает штормовых значений, что создает угрозу проведению морских операций и нормальной эксплуатации объектов обустройства морских месторождений.

В статье рассказывается о применении для изучения полярных циклонов модели атмосферы COSMO-Ru с шагом сетки 2,2 км. Модель воспроизвела зарождение полярного циклона к югу от Шпицбергена и его развитие над Баренцевым морем. В 14:00 UTC 26 марта 2014 г. этот циклон вышел на акваторию Карского моря. Скорость ветра (с осреднением 10 с) при его перемещении над акваторией Баренцева моря превышала 25 м/с, а скорость порывов ветра достигала 40 м/с. Показано, что траектория движения существенно зависит от заблаговременности прогноза. При прогнозе от 00:00 UTC 25 марта модель COSMO-Ru воспроизвела зарождение полярного циклона с заблаговременностью в 21 ч. Прогноз от 12:00 UTC 25 марта существенно уточнил траекторию полярного циклона, при прогнозе от 00:00 UTC 26 марта таких масштабных корректировок не произошло.

Выполнен сравнительный анализ вертикальных профилей ветра, полученных в результате моделирования, и профилей, рассчитанных по рекомендациям ISO 19901. Результат проведенного сравнения ставит под сомнение применимость стандартизированных методов расчета порывов ветра, используемых при проведении инженерных изысканий. Для верификации полученных результатов использовались данные наблюдений с прибрежных гидрометеорологических станций, а также снимки, полученные с помощью спектрорадиометра MODIS. Модель COSMO-Ru несколько недооценивает скорость ветра, но в целом данные модели и наблюдений хорошо согласуются.

Миронюк С.Г. Геологические опасности осваиваемых месторождений восточного шельфа о. Сахалин: идентификация и принципы картографирования / С.Г. Миронюк // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 113–117.

Морские подводные трубопроводы и добычные комплексы, эксплуатационные платформы получают все большее развитие в последние годы в связи с разработкой морских газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений на северо-восточном шельфе Сахалина. Для обеспечения безопасности подводных морских сооружений в районах их размещения необходимо оценить геологические опасности (геоопасности).

Оценка геоопасностей является составной частью общей оценки опасностей и рисков любого крупномасштабного инвестиционного проекта строительства нефтегазовых объектов и представляет собой междисциплинарную задачу, подразумевающую как технические аспекты (расчеты прочности и устойчивости сооружений), так и аспекты, связанные с геологической средой. Процедура оценки геоопасностей включает такие этапы, как обоснование целей, задач, методов оценки и критериев приемлемых вероятностей отказов морских сооружений и идентификацию опасностей.

Анализ опубликованных результатов изысканий реализованных проектов обустройства шельфовых месторождений востока о. Сахалин (Чайво, Лунское, Кириновское и др.) позволил составить следующий реестр геоопасностей, выявленных в указанном регионе: землетрясения, разрывные нарушения, валуны и поля валунов, эрозия, выходы коренных пород, неоднородность грунтового основания, песчаные волны, палеодолины, газонасыщенные грунты, газовые карманы и др. На основе качественных методов приоритетными выделены следующие геоопасности: землетрясения и их вторичные эффекты (разжижение грунтов и цунами), а также газопроявления (газовые карманы с аномально высоким пластовым давлением). Критериями ранжирования геоопасностей послужили возможные последствия их воздействий на сооружения (аварии, инциденты, дефекты). Составлены инвентаризационная карта, отображающая местоположение отдельных геоопасностей, и карты районирования донной поверхности по степени геологической опасности.

Чумаков М.М. Определение ледовых условий на акватории Охотского моря у восточного побережья о. Сахалин с помощью спектрорадиометрических данных дистанционного зондирования / М.М. Чумаков, К.В. Лужкова // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 118–123.

Шельф Сахалина богат запасами углеводородов, и в настоящее время происходит их активное освоение. Наиболее актуальна на сегодняшний день разработка нефтегазовых месторождений Кириновского перспективного лицензионного участка, находящегося на шельфе восточной части острова.

Наибольшую сложность при изучении и освоении данных месторождений составляют тяжелые ледовые условия. В связи с этим необходима детальная информация о характеристиках ледового режима рассматриваемой акватории. Однако сбор всех требующихся данных невозможно осуществить только посредством экспедиций и судовых наблюдений, поскольку это потребует значительных финансовых и временных затрат.

В статье предлагается использовать для мониторинга ледовой обстановки и определения характеристик ледового режима, требуемых при проектировании объектов обустройства, спутниковые спектрорадиометрические снимки, в результате обработки которых может быть получена информация о наличии и типе льда, ширине припая, положении границы дрейфующего льда, скорости дрейфа и размерах ледяных полей.

Авторами разработана методика и описана технология генерации синтезированного RGB-изображения, имеющего пространственное разрешение 250 м/пиксель, непосредственно по данным измерений, выполненных с помощью спектрорадиометра MODIS. Впервые с целью определения режимных характеристик ледяного покрова на акватории шельфа о. Сахалин создан электронный архив приблизительно 200 снимков, сгенерированных по данным спектрорадиометрической съемки за период 2007–2014 гг. Анализ содержащихся снимков позволил получить достоверные данные о ледовой обстановке на исследуемой акватории, а также выявить особенности ледового режима на шельфе у восточного побережья Сахалина.

Онищенко Д.А. Моделирование разворота на месте плавучего сооружения судового типа с внутренней турелью в условиях сплоченного ледяного покрова / Д.А. Онищенко, А.В. Марченко // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 124–132.

В настоящее время считается, что использование плавучих сооружений для освоения морских месторождений нефти и газа на акваториях с ледяным покровом в арктических и других морях с тяжелым ледовым режимом технически реализуемо лишь при условии проведения мероприятий по снижению ледовых нагрузок. В качестве одной из перспективных концепций рассматривается применение плавучих платформ судового типа (иначе, технологических судов), включая варианты с одноточечной якорной системой и размещаемой внутри корпуса судна турелью. Концепция предполагает способность судна совершать достаточно быстрый разворот на месте в условиях льда с высокой сплоченностью с целью обеспечения ориентации против текущего или ожидаемого направления дрейфа льда. Детальное физико-математическое моделиро-

вание данной задачи требует учета большого числа факторов, многие из которых обладают значительной неопределенностью.

В статье процесс разворота судна на месте анализируется в рамках относительно простых инженерных моделей, при этом фактор сопротивления льда учитывается в виде ледовой нагрузки, распределенной вдоль бортов судна. Анализ показывает, что сплоченный лед эффективно препятствует активному развороту судна, совершаемому с помощью системы движителей: корпус судна вынужден двигаться в поперечном направлении, что весьма невыгодно с точки зрения разрушения ледяного покрова, и необходимая для преодоления сопротивления льда мощность движителей не может быть обеспечена. Показано, что в условиях тяжелых льдов при высокой сплоченности ледяного покрова и тем более в условиях сжатия движители технологического судна не способны обеспечивать разворот с необходимой скоростью. В такой ситуации судно при развороте достаточно продолжительное время может быть ориентировано поперек направления дрейфа льда, и за это время точка крепления якорных линий и райзеров успеет сместиться на значительное расстояние, что может привести к перегрузке системы удержания и разрушению райзеров. Получены простые оценки максимального значения удерживающей силы в процессе пассивного разворота судна в условиях дрейфующего льда. Оценки показывают, что нагрузки в системе удержания существенно превышают значения, соответствующие ориентации судна против дрейфа льда, и поэтому проектирование системы удержания технологического судна с учетом нагрузок, отвечающих только этому случаю, может оказаться неадекватным.

Журавель В.И. Практические вопросы учета аварийности морских скважин / В.И. Журавель, И.В. Журавель, М.Н. Мансуров // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 133–141.

Неконтролируемые выбросы из скважин являются наиболее опасным источником нефтяных загрязнений морской среды. При разработке планов предупреждения и ликвидации разливов необходим учет максимального расчетного разлива, который установлен как объем нефти, рассчитанный за 3 сут по одной фонтанирующей скважине с максимальным дебитом согласно проектной документации. Таким образом, в проектах разработки морских нефтегазовых месторождений теперь должны определяться не только эксплуатационные дебиты скважин, но и их максимальные значения при фонтанировании.

В статье рассмотрены практические способы оценки частот и объемов выбросов в зависимости от назначения скважин, этапа разработки месторождений, видов производимых на скважинах работ и ава-

рийного состояния скважин. Учитывая, что в большинстве случаев полная информация по всем влияющим параметрам отсутствует, предложено использовать статистические оценки частот утечек и выбросов из скважин, а также их продолжительности.

Частоты реализации различных сценариев аварий могут быть получены обработкой статистических данных. Расчет интенсивности выбросов предлагается проводить по инженерным методикам, основанным на квазистационарном приближении потока пластового флюида по колоннам или межколлонному пространству от забоя скважины или места нарушения герметичности колонн к поверхности (пластовый флюид может поступать в атмосферу, если выброс происходит на морской установке, или на уровне морского дна с соответствующим противодавлением при подводных выбросах). С этой целью разработаны компьютерные коды, позволяющие провести быструю имитацию и сопоставление различных сценариев выбросов для нефтяных и газовых скважин, а также исследовать зависимости получаемых величин от неопределенных параметров поведения выделяющих пластов.

Авторы надеются, что предложения и разработанные программы найдут практическое применение в проектных обоснованиях объемов нефти при планировании мер по ликвидации разливов нефти и газового конденсата на месторождениях континентального шельфа России.

Маричев А.В. Влияние неблагоприятных факторов окружающей среды на проведение операций по ликвидации разливов нефти в замерзающих морях / А.В. Маричев // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 142–144.

Безопасность проведения работ является одним из главных приоритетов при освоении нефтегазовых месторождений шельфа РФ. Особую сложность в суровых условиях Арктики при практически полном отсутствии инфраструктуры приобретают вопросы ликвидации разливов нефти (ЛРН).

В статье дана характеристика региональной и объектовых систем ликвидации разливов нефти в Баренцевом и Белом морях. Показано, что на объектах нефтегазовой и транспортной отраслей созданы эффективные аварийно-спасательные формирования, однако зона их ответственности ограничивается малыми акваториями, а возможности государственной спасательной службы не позволяют в достаточной мере обеспечить безопасность на весьма протяженных маршрутах перевозки нефти.

В ноябре 2014 г. установлены новые нормативные критерии по максимальным расчетным объемам разливов на морских нефтегазовых сооружениях, которые приблизили российскую нормативно-правовую базу в рассматриваемой

области к международным принципам планирования и проведения операций ЛРН. Необходимо отметить, что практически все объектовые системы ЛРН спроектированы на основе старых нормативных критериев, что является основанием для пересмотра принятых решений.

Отдельно рассмотрены вопросы влияния неблагоприятных условий окружающей среды на проведение операций ЛРН. Показано, что недостаточная видимость (полярная ночь), ветер, туман или снегопады могут существенно осложнить и даже приостановить проведение операций ЛРН. По предварительным оценкам, готовность объектовой системы к реагированию на разливы нефти в районе Приразломного месторождения 5–7 дней в месяце существенно снижается из-за погодных условий. Данная проблематика практически не отражена действующими нормативными документами, поэтому авторы рекомендуют при разработке объектового плана ЛРН детально анализировать возможность выполнения и эффективность операций для различных комбинаций неблагоприятных факторов окружающей среды.

Никитин П.Б. О новых экономических условиях разработки морских месторождений углеводородов / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Стречень // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 145–150.

В настоящее время произошло кардинальное изменение всех основных исходных компонентов экономической оценки морских месторождений углеводородов, в том числе цен на реализуемую продукцию, затрат на освоение месторождений, а также системы налогов и платежей. Наблюдающееся значительное снижение мировых цен на нефть отражается не только на эффективности экспорта нефти. Оно вызывает достаточно широкий системный эффект, поскольку мировые цены на нефть, как правило, корреспондируют с экспортными ценами на газ и соответственно влияют на эффективность экспортных поставок газа.

В настоящее время РФ практически не имеет представительной базы данных затрат по отечественным морским месторождениям. На ранних этапах могут использоваться программные продукты, адаптированные к российским условиям. В них на базе зарубежного опыта с учетом возможностей российских производителей и региональных особенностей определены нормативные показатели капитальных, текущих и ликвидационных затрат. Это позволяет исходя из заданной системы разработки и обустройства месторождения рассчитать весь комплекс потенциальных затрат для последующей оценки эффективности инвестиций.

Одним из наиболее важных экономических аспектов освоения морских месторождений является налогообложение. Большинство нефтегазовых объектов шельфа относятся к новым морским месторождениям, для которых в зависимости от принадлежности к сформированным категориям определены условия, граница применения которых устанавливается заданными временным интервалом и календарным сроком. В целях совершенствования системы налогообложения добычи углеводородного сырья законодательно введена классификация новых морских месторождений.

Ибрагимов И.Э. Технологические схемы подготовки скважинной продукции подводного промысла / И.Э. Ибрагимов, С.А. Трудов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 151–154.

В будущем Арктический шельф может стать основным источником нефти и газа для России и мирового рынка в целом. Однако освоение арктических территорий осложнено рядом факторов: это и экстремальные природно-климатические условия, включая низкие температуры воздуха, и сильные ветры, и ледяной покров на акватории арктических морей. В условиях Арктического шельфа применение надводных технологий разведки и добычи углеводородов может оказаться невозможным или неэффективным. Наиболее перспективными в этом отношении представляются подводные промыслы с подводным заканчиванием скважин, устья которых располагаются на морском дне. В ряде случаев суровые природно-климатические условия Арктического шельфа обуславливают безальтернативное использование подводного промысла.

С учетом важности поставленной задачи авторы рассматривают возможность создания такой технологической схемы подводного промысла, которая обеспечивала бы полную подготовку скважинной продукции и тем самым безопасный однофазный транспорт продукции. В качестве аналога подводному промыслу в труднодоступных районах Арктического шельфа предлагается использовать типовую схему обустройства подводного промысла.

Сафонов В.С. Методические аспекты анализа аварийных процессов на подводных газопроводах / В.С. Сафонов, А.В. Мельников, С.В. Ганага // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22). – С. 155–163.

В статье рассматриваются методические особенности моделирования гидродинамических и тепломассообменных процессов при авариях на подводных газопроводах в приложении к процедуре анализа риска их эксплуатации. Показана последо-

вательность стадий развития аварии, включая: разрушение тела трубы с конечной скоростью и формирование волны сжатия в водной среде; «вторжение» струи газа в водную среду и ее распад; образование газожидкостного шлейфа и его выход на поверхность воды под действием кинетических и архимедовых сил; распространение взрывопожароопасного газа в атмосфере. Обращается внимание на то, что при прогнозировании последствий аварий результаты моделирования предшествующей стадии являются граничными условиями последующей стадии и что чувствительность результатов к объективно неизбежным упрощениям при моделировании различных фаз различна.

Для целей анализа риска предложено условно подразделять аварии по совокупности характерных физических процессов на аварии «на глубине» и «в мелкой воде». Установлено, что в первом случае газ поступает в атмосферу с малой скоростью, но с большой площади при выраженном влиянии архимедовых сил, интенсифицирующих турбулентный массоперенос и активное разбавление газа. Во втором случае газ поступает в атмосферу с достаточно высокой скоростью в виде струйного течения с эжекционным механизмом захвата воздуха в струю. В обоих случаях протяженность газовой опасности оказывается незначительной.